

ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETOS DE COGERAÇÃO PARA IMPLANTAÇÃO EM UNIDADES DA UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA

M.E.C.A. Conceição, mauricioaconc@gmail.com¹

L.G. Alves, lgobira@gmail.com¹

¹ Escola Politécnica – Universidade Federal da Bahia, BA, Brasil.

Resumo: Os investimentos em sistemas de cogeração têm grande potencial de crescimento no Brasil devido ao interesse nacional em diversificar a matriz energética. Nesse contexto, o presente estudo elaborou três propostas de cogeração – utilizando o motor de combustão interna (MCI) a gás natural e o *chiller* de absorção para atender às demandas térmica e elétrica de unidades da Universidade Federal da Bahia. A instalação dessa central termelétrica visa solucionar a dificuldade em atender as demandas dos prédios sem gerar despesas elevadas com eletricidade. Análises prévias constataram que a carga térmica máxima dos prédios estudados é de 246,20TR, a demanda elétrica é de 287kW e que o consumo de energia mensal médio será de 89.622,90kWh. Fundamentado nesses dados, projetaram-se três cenários para cada proposta de cogeração. O primeiro visa atender integralmente à demanda elétrica e necessita de queima suplementar para atender à demanda térmica dos estabelecimentos. O segundo projeto propõe-se a atender integralmente à demanda elétrica e parcialmente à demanda térmica com o mesmo conjunto MCI / *chiller* utilizado na proposta I. Nesse caso, faz-se a climatização complementar ao *chiller* com aparelhos de ar condicionado por compressão. A terceira proposta busca atender integralmente à demanda térmica e gerar excedentes relativos à demanda elétrica dos estabelecimentos através da escolha de um MCI de maior potência. Finalmente, fez-se a análise de viabilidade econômica dos três projetos. As três propostas apresentaram VPL positivo (para um tempo de projeto de 20 anos), TIR acima dos juros anuais admitidos (8% a.a.) e *payback* descontado próximo a 10 anos.

Palavras-chave: Cogeração, Ar condicionado, Motor de combustão interna, Gás natural.

1. INTRODUÇÃO

As crises energéticas brasileiras ocorridas nas últimas décadas relacionadas à escassez hídrica, ao sistema de geração e ao sistema de transmissão nacional levaram a discussões acerca da diversificação da matriz energética nacional. Segundo a ANEEL (2017), a geração de energia elétrica no Brasil é predominantemente advinda das usinas hidrelétricas – correspondendo a 64,5% da capacidade instalada. Visando diversificar essa matriz, o governo vem implementando incentivos à cogeração qualificada e à geração distribuída. Nesse contexto, os sistemas de cogeração têm se apresentado como soluções energéticas viáveis para os setores industrial e comercial.

Dados da ANEEL (2017) apontam que há 94 usinas termelétricas com cogeração qualificada em operação, 2 usinas em construção e 3 com previsão para construção no Brasil. Além de reduzirem os custos relacionados às despesas com eletricidade, essas centrais de cogeração podem vender os excedentes de energia gerados – proporcionando, com isso, novas receitas.

Duarte (2017) mostrou que a cogeração a partir do gás natural representa aproximadamente 16% da capacidade instalada das usinas cogeneradoras brasileiras. O gás natural é, em geral, o combustível utilizado nos sistemas de cogeração de pequeno porte – observou Barja (2006). Dentre os aspectos positivos para a utilização deste combustível, pode-se destacar a reduzida emissão de poluentes e por este não requerer investimentos em sistemas de tratamento para os gases de exaustão – como acontece com o óleo diesel. Soma-se a isso, a expansão dos investimentos em infraestrutura de gás natural nacional e o potencial de exploração do gás do pré-sal – apontada por Odonne (2017). Por outro lado, Deyette *et al.* (2015) observou que a volatilidade do preço do gás natural desde o início da década de 2000 tem sido um desafio para os sistemas de cogeração que utilizam essa commodity.

O presente estudo analisa comparativamente três propostas de cogeração que visam atender às demandas térmica e elétrica de unidades da Universidade Federal da Bahia (UFBA). A instalação de uma central de cogeração na universidade visa solucionar a dificuldade em atender as demandas das unidades de ensino sem gerar despesas elevadas com eletricidade. Cada proposta apresentada contempla um cenário de operação para a central termelétrica. Ademais, apresenta-se uma análise simplificada da viabilidade econômica de cada um dos três cenários propostos.

2. PROCEDIMENTOS

O ponto de partida do presente estudo baseou-se nos levantamentos da carga térmica dos ambientes e nos registros de consumo e de demanda de eletricidade para os prédios que serão atendidos pela central de cogeração. Análises prévias realizadas por Conceicao (2017) apontaram que a carga térmica máxima dos prédios avaliados nesse estudo é de 246,20 toneladas de refrigeração (TR), a demanda elétrica é de 287kW e que o consumo de energia mensal médio é de 89.622,90kWh.

As três propostas para a central de cogeração – projetadas para suprir as demandas térmica e elétrica de unidades da Universidade Federal da Bahia – consistem na geração de eletricidade através de um motor de combustão interna (MCI) a gás natural. Os gases exaustos pelo motor gerador, juntamente com o calor rejeitado pelo fluido arrefecimento do mesmo, são aproveitados pelo *chiller* de absorção de solução de Brometo de Lítio. Esse *chiller*, por sua vez, é responsável por retirar calor dos ambientes a serem climatizados. Devido à elevada eficiência dos MCI para capacidades instaladas de até 1MW – demonstrada por Lora, Nascimento (2004) – esse sistema de cogeração é bem difundido no setor comercial. Assim, definiu-se a tecnologia de cogeração a ser utilizada (Fig. 1).

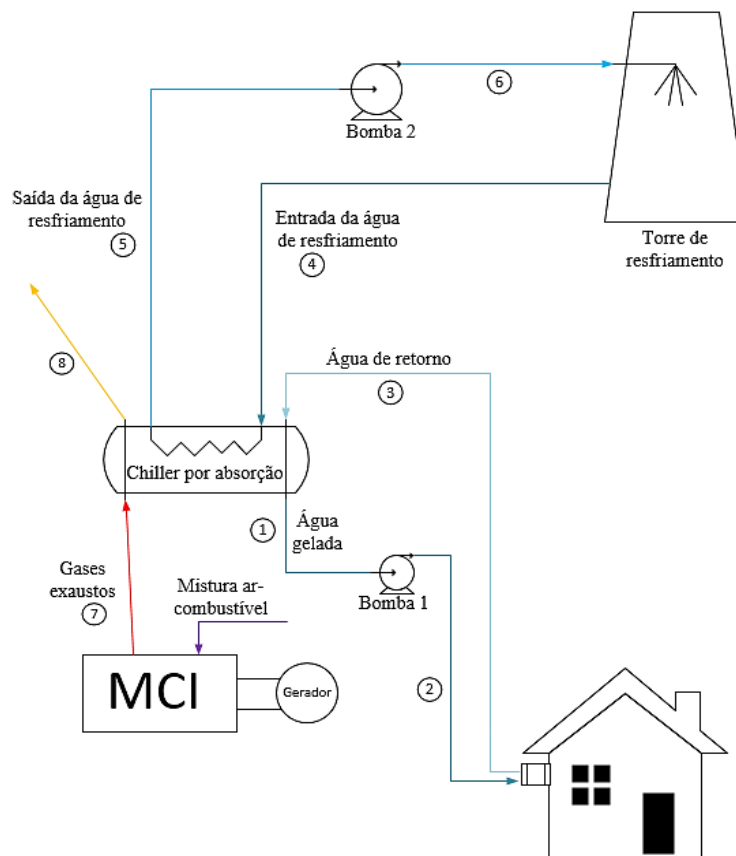


Figura 1. Sistema da central de cogeração para as três propostas.

De posse dos dados referentes à carga térmica e à demanda de eletricidade, foram definidos os cenários de operação para cada proposta de cogeração. Esses projetos foram desenvolvidos tomando como auxílio o mapa energético de operação da central termelétrica. Gonzales (2004) definiu que em um mapa energético o eixo das abscissas corresponde à demanda térmica, enquanto o eixo das ordenadas corresponde à demanda elétrica. Ademais, nos três cenários avaliados no presente estudo, o regime de operação da central de cogeração definido foi de 16 horas por dia, 5 dias na semana.

Na primeira proposta projetou-se a central de cogeração visando, primeiramente, suprir a demanda elétrica dos prédios da universidade. Para isso, escolheu-se um motor gerador com potência capaz de suprir essa demanda, sem gerar excedente de energia elétrica no regime de operação definido. Devido à baixa relação calor rejeitado/eletricidade gerada característica dos MCI, constatou-se que o motor escolhido não rejeita calor suficiente para que o *chiller* de absorção opere com a capacidade de refrigeração demandada. Desse modo, na primeira proposta, faz-se necessário a utilização de um queimador auxiliar a gás natural para aumentar a capacidade de refrigeração do *chiller* escolhido. O mapa energético dessa proposta pode ser visto na Fig. 2.

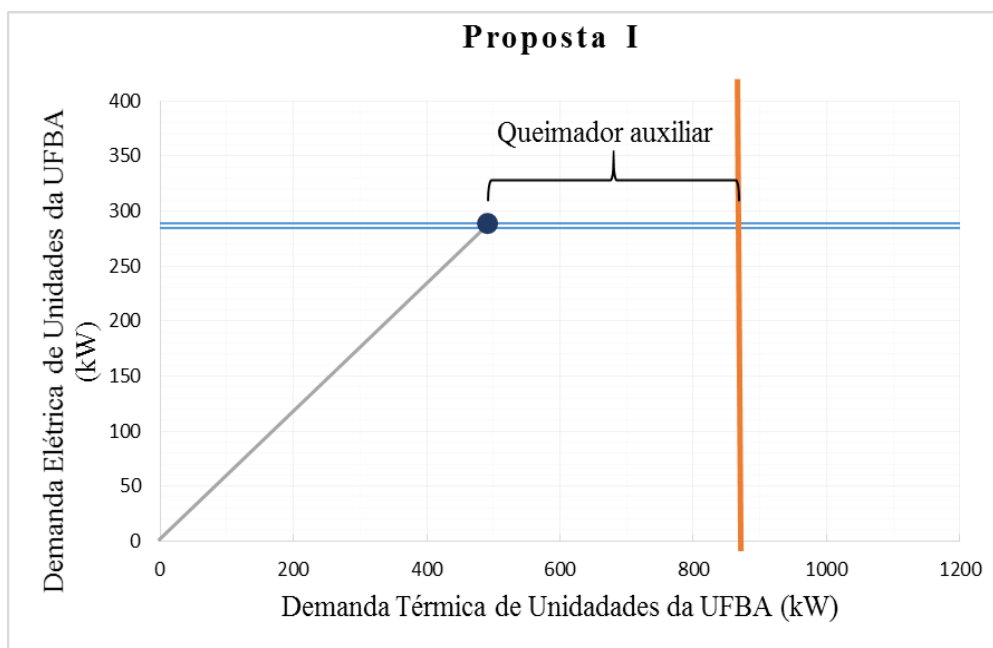


Figura 2. Mapa energético de operação em condição de máximas demandas para a proposta I.

A central de cogeração da proposta II também foi projetada visando suprir a demanda elétrica dos prédios da universidade primeiramente. As diferenças dessa proposta para a primeira estão relacionadas à carga de operação do MCI escolhido e à forma como deve ser suprida a demanda térmica dos ambientes condicionados. Nesse caso, o condicionamento do ambiente se dará pelo sistema de ar condicionado central alimentado pelo *chiller* e complementado pelos aparelhos de ar condicionado (AC) por compressão. A decisão de atender parcialmente a demanda térmica com o *chiller* motivou-se pela existência de aparelhos de AC por compressão já instalados em alguns ambientes dos prédios que serão atendidos. Com isso, gastos com instalação podem ser minimizados quando comparados à primeira proposta. Por outro lado, o funcionamento dos aparelhos do tipo *Split Hi Wall* aumentará o consumo de eletricidade em relação ao que se consumiria de energia elétrica ao utilizar somente o *chiller* de absorção para central de ar condicionado. Logo, é necessário que o grupo gerador da proposta II gere mais eletricidade que o motor gerador da proposta I. O mapa energético da segunda proposta pode ser visto na Fig. 3.

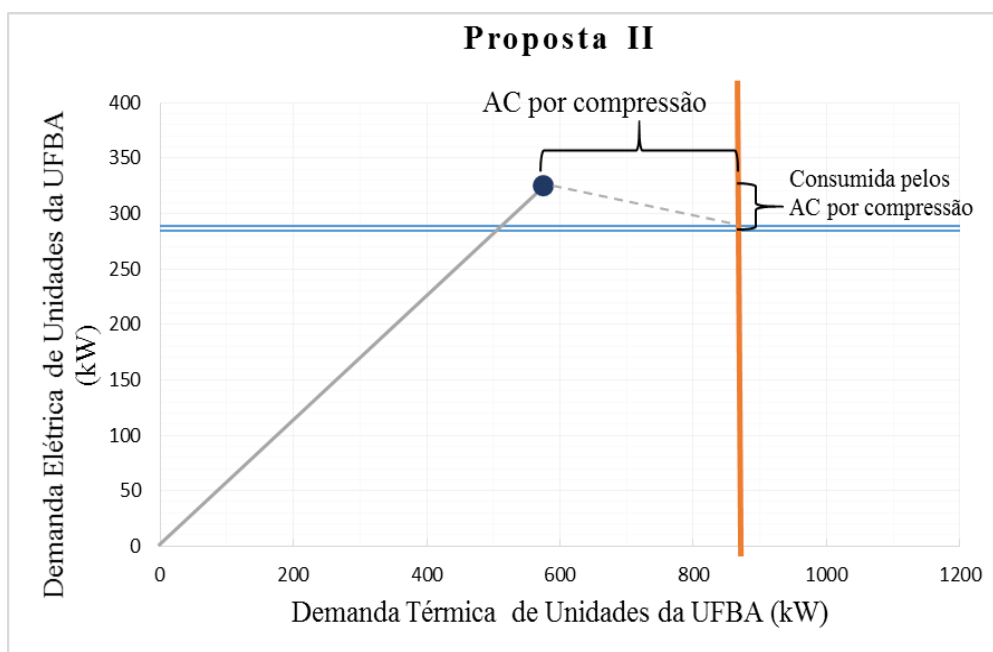


Figura 3. Mapa energético de operação em condição de máximas demandas para a proposta II.

A terceira proposta difere da primeira e da segunda na questão do porte do motor gerador. Devido a possibilidade de venda do excedente de energia, escolheu-se um MCI de maior potência. Além de apresentar maiores eficiências, um MCI de maior potência rejeita maior taxa de calor pelos gases exaustos e pelo fluido de arrefecimento. Com isso, tem-se um

cenário favorável à utilização do *chiller* de absorção (grande disponibilidade de energia térmica residual). A Fig. 4 exhibe o mapa energético da terceira proposta da central de cogeração.

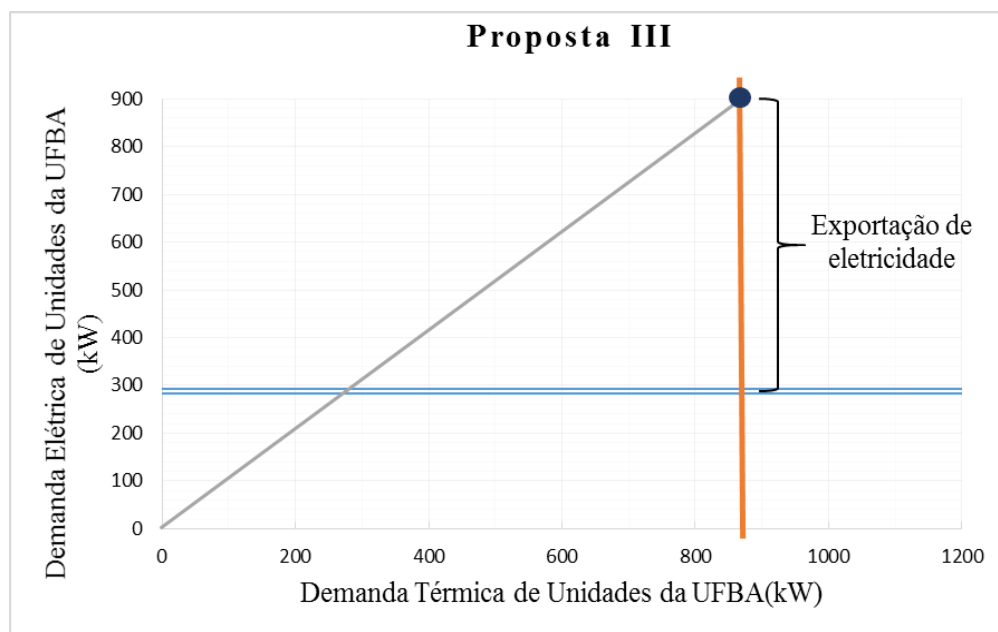


Figura 4. Mapa energético de operação em condição de máximas demandas para a terceira proposta.

Para cada proposta, avaliou-se diferentes modelos de MCI a gás natural visando escolher máquinas compatíveis com os projetos propostos. Constatou-se que, para as propostas I e II, um MCI com aproximadamente 300kW é adequado porque a demanda elétrica máxima registrada para os prédios no período avaliado (janeiro a julho de 2017) foi de 287kW. Para a proposta III, por sua vez, um MCI com potência de 1000kW é desejada – pois, nesse caso, tem-se o interesse em exportar o excedente de energia. Ademais, ao analisar os diferentes modelos de MCI, buscava-se a máquina com melhor relação potência / consumo. A Tabela 1 exhibe alguns parâmetros dos principais motores geradores avaliados no presente estudo.

Tabela 1. Características dos principais motores geradores a gás natural avaliados.

Modelo	Potência (kW)	Relação potência / consumo
A	334	3,18
B	1000	3,86
C	350	2,85
D	375	2,74
E	150	2,49

Por possuir a potência de fornecimento desejada e apresentar melhor relação potência / consumo de combustível, o modelo A foi o escolhido para as propostas I e II – enquanto o modelo B foi o selecionado para a proposta III. Por conseguinte, solicitou-se junto aos fabricantes o orçamento dessas máquinas.

Outrossim, avaliaram-se modelos de *chillers* de absorção alimentados por gases exaustos compatíveis com as demandas dos projetos. Buscava-se um *chiller* com capacidade de refrigeração superior a 246,20TR. Além disso, foi necessário avaliar a operação dessa máquina em conjunto com os MCI escolhidos. As características dos principais modelos de *chiller* encontrados no mercado são apresentadas na Tab. 2.

Tabela 2. Parâmetros dos principais *chillers* de absorção alimentados por gases exaustos disponíveis no mercado.

Modelo	Capacidade de Refrigeração (TR)	Capacidade de Refrigeração (kW)	COP	Custo (US\$ / TR)
A	250	879,21	1,25	440,00
B	250	879,21	1,08	720,00

Por apresentar maior COP e menor custo, o modelo de *chiller* A foi o selecionado para os projetos I, II e III. Este *chiller* destacou-se por possuir a opção de adicionar um queimador auxiliar (QA) a gás natural como acessório. Desse modo, pode-se utilizá-lo quando o calor rejeitado pelo MCI não é suficiente para gerar a capacidade de refrigeração demandada. No cenário I, por exemplo, há a necessidade de utilizar esse queimador auxiliar (como apontado na Fig. 2).

Ademais, orçou-se uma torre de resfriamento capaz de atender ao modelo de *chiller* A a partir dos dados fornecidos pelo fabricante (vazão da água de resfriamento, temperatura de entrada e de saída da água de resfriamento). Como o *chiller* escolhido será utilizado nos três projetos, a torre utilizada será a mesma para os três casos.

Desse modo, foram definidas as principais máquinas a serem utilizadas em cada proposta de central de cogeração que atenderá às unidades da Universidade Federal da Bahia. O resumo das máquinas utilizadas em cada projeto é apresentado na Tabela 3.

Tabela 3. Resumo das principais máquinas a serem utilizadas em cada proposta.

	<i>Proposta I</i>	<i>Proposta II</i>	<i>Proposta III</i>
<i>Modelo MCI</i>	A	A	B
<i>Modelo chiller</i>	A (c/ queimador auxiliar)	A (s/ QA)	A (s/ QA)
<i>Torre de resfriamento</i>	A	A	A
<i>AC por compressão</i>	Não	Sim	Não

De posse dos orçamentos das máquinas escolhidas, pode-se fazer a análise financeira de cada projeto da central de cogeração.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A partir dos dados obtidos nas seções anteriores, fez-se uma análise da viabilidade econômica simplificada das propostas apresentadas no presente estudo. Averiguou-se, através do cálculo do Valor Presente Líquido (VPL), da Taxa Interna de Retorno (TIR) e do *payback* descontado, a atratividade de cada proposta.

Oliveira (2008) definiu o Valor Presente Líquido (VPL) como o ganho monetário que se pode obter na realização de um investimento a uma determinada taxa de juros. Valores positivos de VPL são atraentes, pois significa que a empresa obterá retorno superior ao capital investido. Segundo Gitman (2003), a Taxa Interna de Retorno (TIR), por sua vez, pode ser definida como a taxa de desconto que faz com que o VPL de uma oportunidade de investimento iguale-se a zero. Valores de TIR menores que a taxa de depreciação admitida não são atraentes financeiramente, visto que, neste caso, outros investimentos de baixo risco podem ser mais indicados. Enquanto o *payback* descontado aponta o período de tempo necessário para recuperar os investimentos, aplicando a taxa de depreciação para descontar o fluxo de caixa gerado pelo projeto. Desse modo, esses três parâmetros (VPL, TIR e *payback* descontado) permitem ao investidor fazer uma análise econômica simplificada acerca da viabilidade dos projetos.

Contabilizados os valores dos custos totais de cada investimento e os seus lucros operacionais, pode-se, então, calcular os valores dos indicadores econômicos. Para isso, considerou-se um tempo de projeto de 20 anos, além de uma taxa de juros anual de 8% (próxima à taxa de juros para os investimentos de baixo risco) e atribuiu-se um tempo de implantação de 2 anos para os projetos. Com isso, obtiveram-se os valores apresentados no Tabela 4.

Tabela 4. Indicadores econômicos de cada projeto de central de cogeração.

	<i>Proposta I</i>	<i>Proposta II</i>	<i>Proposta III</i>
<i>Lucro Operacional (R\$)</i>	457.729,66	453.991,05	899.174,11
<i>Custo Investimento (R\$)</i>	2.462.623,28	2.296.766,74	4.186.653,57
<i>Parcela Anual (R\$)</i>	R\$ 287.707,16	R\$ 268.330,21	R\$ 489.124,83
<i>Lucro Líquido (R\$)</i>	170.022,51	185.660,84	410.049,28
<i>LL / CI</i>	6,90%	8,08%	9,79%
<i>VPL - ano 20 (R\$)</i>	R\$ 1.393.093,29	R\$ 1.516.928,20	R\$ 3.340.570,07
<i>TIR</i>	13,27%	14,01%	15,04%
<i>Payback simples (anos)</i>	6,61	6,34	5,99
<i>Payback descontado (anos)</i>	10,15	9,50	8,69

Como pode-se observar, as três propostas apresentaram *payback* descontado próximo de 10 anos (Tab. 4). Quanto ao VPL, todas as propostas apresentaram valores positivo. Isso mostra que as três propostas de cogeração apresentadas são rentáveis. Ademais, os valores de Taxa Interna de Retorno (TIR) obtidos para as três propostas foram superiores à taxa de juros admitida. Isso denota a atratividade dos investimentos.

Para complementar a análise econômica, elaborou-se o gráfico dos fluxos de caixa acumulados para as três propostas (Fig. 5).

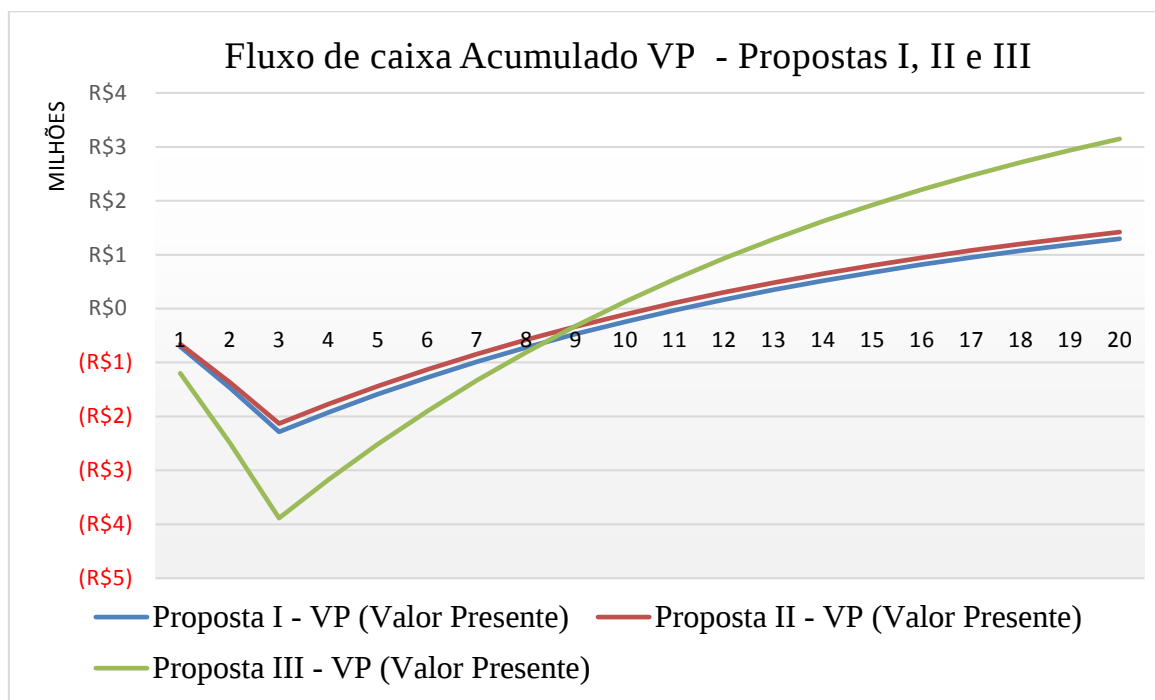


Figura 5. Fluxo de caixa acumulado das três propostas de cogeração apresentadas.

Os resultados positivos obtidos na análise da proposta III estão diretamente relacionados ao ganho obtido na venda do excedente de energia gerado pela usina. Admitiu-se que o preço de venda de eletricidade será igual ao valor da tarifa média de energia paga atualmente pelas unidades da UFBA (R\$ 479,78 /MWh). No entanto, esse valor de venda do excedente produzido pelas usinas de cogeração a gás natural está sujeito à regulamentação do Ministério de Minas e Energia (MME). Em 2015, o valor de referência específico para venda de excedente de energia publicado pela Portaria 538/2015 do MME foi de R\$ 329/MWh para o gás natural. Desse modo, para uma análise mais ampla da proposta de cogeração III, buscou-se simular qual o preço de venda mínimo do excedente de energia que tornaria o VPL desse projeto igual a zero. Utilizando a ferramenta Solver do software Microsoft Excel®, chegou-se ao valor de, aproximadamente, R\$ 305,13/MWh.

Sendo assim, as propostas I, II e III apresentaram resultados rentáveis na análise de viabilidade econômica. Os valores de *payback* descontado próximos a 10 anos indicam que esses projetos são atraentes para investidores com projeções de longo prazo. Avaliando os principais indicadores econômicos de cada investimento (VPL, TIR, *payback* simples e *payback* descontado), destaca-se a proposta de central de cogeração III. Esse projeto foi o que apresentou maior atratividade como investimento. No entanto, os resultados apresentados pela terceira proposta dependem diretamente do valor de venda do excedente de energia gerado. Constatou-se que a terceira proposta deixa de ser rentável em um cenário no qual o preço de venda do excedente de energia é menor que R\$ 305,13 por MWh.

4. CONCLUSÃO

O presente trabalho analisou três diferentes projetos de uma central de cogeração que deverá ser implantada na Universidade Federal da Bahia com o objetivo de atender às demandas térmica e elétrica de unidades da universidade. A instalação de uma central de cogeração na universidade visa solucionar a dificuldade em atender as demandas dessas unidades sem gerar despesas elevadas com eletricidade.

Todos os projetos optaram pela utilização de um motor gerador a gás natural devido a sua elevada eficiência para a faixa de potência requerida. Para climatizar os prédios, decidiu-se utilizar um *chiller* de absorção. Assim, o condicionamento dos ambientes, é gerado através da utilização do calor rejeitado pelos gases exaustos do motor e pelo fluido de arrefecimento do mesmo. Por conseguinte, cada proposta apresentada buscou atender aos prédios em diferentes cenários no mapa energético de operação da central termelétrica.

A análise de viabilidade econômica das três propostas apresentadas revelou que os projetos são rentáveis economicamente – sendo mais atraente para os investidores com projeções de longo prazo. A proposta III foi a que apresentou melhores resultados, seguido pela proposta II e, então, pela proposta I. Ademais, observou-se que em um cenário no qual o preço de venda do excedente de energia gerado for inferior a R\$ 305,13 por MWh (megawatt-hora), a proposta III deixa de ser rentável.

5. AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi apoiado pelo Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Federal da Bahia.

6. REFERÊNCIAS

- ANEEL, Termelétricas com Co-Geração Qualificada, 2017.
Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/CoGeracao.cfm>>. Acesso em: 10 out. 2017.
- Barja, G. J. A. A Cogeração e sua Inserção ao Sistema Elétrico, p. 26, 2006.
- Conceicao, M. Análise das Demandas Térmica e Elétrica do Pavilhão de Aulas Reitor Felipe Serpa e do Instituto de Matemática: Propostas de Cogeração como Solução, 2017. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Mecânica) – Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia.
- Deyette, J. et al. *The Natural Gas Gamble, Union of Concerned Scientists*, 2015.
- Duarte, N. J. L. Perspectivas para Bioeletricidade e Biogás, 25ª Feira Internacional de Tecnologia Sucroenergética, COGEN, 2017.
- Gitman, Lawrence J.; MADURA, Jeff. Administração financeira: uma abordagem gerencial. São Paulo: Pearson Education: Addison Wesley, 2003. 676p.
- Gonzales, P. R. Cogeração a partir de gás natural: uma abordagem política, econômica, energética, exergética e termoeconômica. UNICAMP, 2004.
- Lora, E. S.; Nascimento, M. A. Geração termelétrica, 2 volumes: planejamento, projeto e operação. Interciência, 2004.
- MME, Ministério de Minas e Energia, Portaria Número 538, 15 de dezembro de 2015.
- Oddone, D. Oportunidades na Indústria do Petróleo no Brasil. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2017.
- Oliveira, M. H. F. A avaliação econômico-financeira de um investimento sob condição de incerteza: uma comparação entre o método de Monte Carlo e o VPL fuzzy. São Carlos, 2008, 209p. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo.

7. RESPONSABILIDADE AUTURAL

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo deste trabalho.

ECONOMIC FEASIBILITY ANALYSIS OF COGENERATION PROJECTS TO BE IMPLEMENTED AT THE FEDERAL UNIVERSITY OF BAHIA

M.E.C.A. Conceição, mauricioaconc@gmail.com¹
L.G. Alves, lgobira@gmail.com¹

¹ Escola Politécnica – Universidade Federal da Bahia, BA, Brasil.

Abstract. Investments in cogeneration systems have great growth potential in Brazil due to the national interest in diversifying the energy matrix. In this context, the present study elaborated three cogeneration proposals - using the natural gas internal combustion engine (ICE) and the absorption chiller to meet the thermal and electrical demands of units of the Federal University of Bahia. The installation of this thermoelectric plant aims to solve the difficulty in meeting the demands of the buildings without generating high expenses with electricity. Previous analysis verified that the maximum cooling load of the buildings is 246,20TR, the electric demand is 287kW and that the average monthly energy consumption will be 89,622,90kWh. Based on these data, three scenarios were projected for each cogeneration proposal. The first one aims to fully meet the electric demand of the buildings and requires using an afterburner to meet the cooling demand of the establishments. The second project proposes to fully meet the electrical demand and partially to the cooling demand with the same ICE / chiller set used in proposal I. In this case, the auxiliary cooling is performed by mini-split system air conditioners. The third proposal seeks to fully meet the cooling demand and generate surpluses related to the electrical demand of the establishments through the choice of a higher power engine. Finally, the economic feasibility analysis of these three projects was made. The three proposals presented NPV positive (for a project time of 20 years), IRR above the admitted annual interest rate (8% p.a.) and payback discounted close to 10 years.

Keywords: Cogeneration, Air conditioning, Internal combustion engine, Natural gas.